# Northern Oil and Gas Annual Report 2000

The management of oil and gas resources on Crown lands North of $60^0$ of latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands is exercised under federal legislation. The *Canada Petroleum Resources Act* governs the granting of Crown exploration and production rights; regulations under this Act set the royalty regime. The *Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulation of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefits matters are managed by the Directorate on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

102-05864/

Published under the authority of the
Honourable Robert D. Nault, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2001

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
*Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2000*

QS-8509-010-EE-A1
Catalogue # is R71-47/2000E
ISBN # is 0-662-30610-4

***Message from the Honourable Robert D. Nault***
***Minister of Indian Affairs and Northern Development***

The year 2000 was an exciting year for northern oil and gas development setting the stage for future activity. The Department of Indian and Northern Affairs worked closely with industry and the new Mackenzie Valley boards to encourage close cooperation during the assessment and regulatory stages of project approvals in the Fort Liard area. Department officials also worked closely with government officials and the designated Inuit association including the NTI in Nunavut to build awareness of the potential benefits oil and gas development can bring to that territory.

New production from three gas fields was realized in the Fort Liard area. All three projects were subject to the new regulatory processes in the Mackenzie Valley and provided useful lessons on achieving sustainable development in the North. Fort Liard developed effective partnerships with the producing companies. Service companies and individuals from other communities in the North also benefited from employment and business opportunities.

The department received records bids for exploration rights in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area. This was the second year for strong interest in this region. Rapidly increasing exploration in and around the Mackenzie Delta brought significant employment and business benefits and introduced a strong sense of optimism and opportunity in the adjacent communities. Further south, the Central Mackenzie Valley call for bids also attracted significant work commitment bids on six of the eight parcels offered.

A call for nominations covering areas in the Arctic Islands in Nunavut provided a reminder of the potential of the high Arctic. With the support of the Territorial Government and the Nunavut Tunngavik Inc. the call signals to industry that Nunavut is "open for business".

Northern petroleum resources are becoming an important part of the equation for new continental energy supplies. Prospects for pipelines to export Arctic gas heightened during the year as industry announced feasibility studies, including the development of the Mackenzie Delta reserves. As 2000 drew to a close, these activities added to the momentum of exploration in the North.

The exploration and development of oil and gas resources holds significant potential for the North and Canada. This potential will only be realized through systematic exploration. Exploration offers badly needed employment and economic development opportunities to northern communities.

It is with great pleasure I table before Parliament the 2000 Northern Oil and Gas Annual report.

## *Canada's Frontier Lands*

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

# Contents

**Overview of Northern Oil and Gas Activities** ..... 3
Overview of Oil and Gas Trends ..... 3
Exploration Activity in the North ..... 4
Southern Northwest Territories (Deh Cho) ..... 5
Central Mackenzie Valley (Sahtu and Gwich'in) ..... 5
Mackenzie Delta (Inuvialuit Settlement Region) ..... 5
Offshore Nunavut ..... 6
Overview of Northern Oil and Gas Activities, 2000 (Chart) ..... 6
**Oil and Gas Management** ..... 7
Rights Issuance ..... 7
Mackenzie Delta/Beaufort Sea ..... 7
Central Mackenzie Valley ..... 7
Arctic Islands of Nunavut ..... 8
Interests Issued in 2000 ..... 8
Northern Benefits ..... 8
Environmental Considerations ..... 9
Consultations ..... 9
Regulatory Road Map ..... 9
Environmental Studies Research Fund ..... 9
Expenditures and Royalties ..... 10
**Development and Production** ..... 11
Norman Wells ..... 11
Ikhil ..... 11
Pointed Mountain ..... 11
Paramount Fort Liard ..... 11
Chevron Fort Liard ..... 12
Ranger Fort Liard ..... 12
Oil and Gas Production (Chart) ..... 13
Oil and Gas Revenues Received (Chart) ..... 13
Disovered Resources Inventory (Chart) ..... 13
**Statistical Overview** ..... 14
Land Status ..... 14
Exploration Licences ..... 15
Well Activity ..... 17
**Sources of Information** ..... 18
Northern Oil and Gas Directorate ..... 18

# OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

## Overview of oil and gas trends

Rising prices through 2000 continued the trend set in 1999 creating a climate for major investment in the upstream petroleum sector. At the beginning of the year oil prices stood 25 percent higher than at the beginning of 1999 and remained strong throughout the year. Gas prices continued to strengthen through the first three quarters of 2000, and were nearly 50 percent higher than in 1999. As the heating season began in Fall 2000, North American markets reacted to tight supply and natural gas prices took off reaching unprecedented highs in December 2000 with spot prices peaking at $14[2].

**Commodity Prices**

| | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Oil[1] | 127.46 | 172.16 | 279.36 |
| Gas[2] | 1.92 | 2.77 | 4.80 |

Natural gas has an advantage over other hydrocarbon fuels in terms of heating efficiency, and lower costs of transportation and processing. It is the fuel of choice for new electricity generation and its increasing use is an important factor in constraining Green House Gas emissions. Responding to these factors, rapidly increasing demand combined with production constraints in currently producing basins has focussed the industry on developing new supply regions.

Large discovered but undeveloped reserves in Canada's Arctic, in particular the Mackenzie Delta, help position Canada to meet a large proportion of the projected North American demand. This has spurred industry to review the economics of building a natural gas pipeline from the Mackenzie Delta to southern markets. In Spring of 2000, a consortium of companies with gas reserves in the Delta, namely Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada and Mobil Canada, announced a feasibility study of development of Mackenzie Delta gas and the construction of a Mackenzie Valley pipeline. These companies report discovered resources of 5.8 trillion cubic feet (tcf) of gas in three fields onshore in the Mackenzie Delta. The National Energy Board identifies a total of 9 tcf of discovered resources in the region. Total regional endowment is 56 tcf.

[1]Average Oil Prices: C$ per $m^3$ at Edmonton

[2]Average Natural Gas Prices: AECO (C$ per GJ)

source: Natural Resources Canada

Overall, the North is estimated to hold about 19 percent of Canada's remaining recoverable conventional light crude oil resources and some 30 percent of potential. In terms of natural gas, the North holds 25 percent of the remaining discovered resource and, conservatively, 30 percent of potential[1].

Speculation on the construction of pipelines to export Arctic gas has been heightened further by the recent announcement by BP Amoco, Exxon Mobil and Phillips, producers in the Prudhoe Bay region of Alaska, that they are conducting a feasibility study for exporting gas reserves. The study will focus on pipeline route evaluation and selection and will assess economic viability with a view to filing an application with Canadian and US regulatory agencies. There is a potential for important synergies between projects.

With the outlook for natural gas prices favourable, it is likely that one or both of these projects will be realized. Successful pipeline development would establish northern Canada as an important part of North America's future energy growth.

[1](Source: *Canadian Energy Supply and Demand to 2025*, National Energy Board, 1999).

Drilling across Canada continued to build throughout the year from activity lows in 1998 and first half 1999. A marked switch towards gas-directed drilling occurred across North America.

## Exploration Activity in the North

Overall, drilling levels North of $60^0$ declined slightly from 1999 although still higher than the levels of previous years. Nine new exploratory wells were commenced in 2000. Metres drilled totalled 29 190 m, including 6 330 m drilled for production wells, down from 44 707 m in 1999. Three wells (one exploratory and two delineation) were drilling in the NWT on January 1, 2000 and were completed by the end of the month. Winter 1999-2000 drilling season ended on March 25th (in the central Mackenzie Valley). One well (CFOL C-31) was drilling from late summer into winter 2000-2001. At year end, two wells were drilling in the southern NWT.

A total of 17 geological and geophysical programs were run in the North in 2000. These comprised 1 554 km of 2D seismic and 307 $km^2$ of 3D seismic; 18 123 km of aeromagnetic survey; 27 km of gravity survey and three industry-led geological field parties.

## Southern Northwest Territories (Deh Cho)

In the southern Northwest Territories near Fort Liard, the companies that drilled successful gas wells in 1998-1999 concentrated on development and pipeline construction. Construction during the Winter of 2000 was undertaken to allow gas production to commence from three new fields. The extended pipeline infrastructure to develop these fields and their performance will stimulate future exploration in this area.

A delineation well was drilled on Suncor's SDL 013, an undeveloped gas discovery made in 1961; Suncor Netla P-16 was drilled to 2099 m and subsequently plugged and abandoned. Paramount et al Fort Liard I-46 was the second of two wells drilled to delineate Paramount's 1999 discovery at Fort Liard F-36. This well was plugged and suspended at 2055 m.

Three exploration wells were commenced in Fall of 2000. Paramount et al drilled Mount Coty I-02 on EL381. This well was drilled to 1744 m, plugged and suspended. Paramount et al Fort Liard N–01 was drilled at the southern end of EL381 close to the border with British Columbia. As with the I-02 well, N-01 was targeted to the Mississippian Mattson Formation and was drilling at year end. Canadian Forest Oil was continuing to drill the C-31 well in the foothills northwest of Fort Liard. The objective of the well is the middle Devonian Nahanni Formation.

Fourteen geological and geophysical programs were run in the mainland NWT (excluding the Mackenzie Delta). A total of 788 km of 2D seismic and 116 km$^2$ of 3D seismic were shot.

## Central Mackenzie Valley (Sahtu and Gwich'in)

The Central Mackenzie Valley saw increased drilling. AEC West with Renaissance Energy (now Husky Energy Ltd.) drilled five wells. Four of these were on EL387 midway between Fort Good Hope and Norman Wells. These wells tested targets in the Carcajou reef complex of the middle Devonian Kee Scarp Formation. The wells were drilled to total depth of between 650 and 860 m. The Tate G-18 well was drilled to 2030 m on EL392 to test prospects bordering the Keele Arch structure south of Tulita. The wells were plugged and abandoned.

Northrock and partners drilled two wells on EL391 southwest of Tulita. The more northerly well East Mackay I-77 spudded in December of 1999 and was drilled to 2400 m to test early to middle Devonian targets. The southern well Fall Stone F-01 was drilled to 1400 m and tested shallower targets in the Cretaceous. Both wells reached their planned depth and were plugged and abandoned. The company announced that neither well encountered commercial hydrocarbons.

## Mackenzie Delta (Inuvialuit Settlement Region)

In the Mackenzie Delta, two seismic programs comprising 135 km of 2D and 191 km$^2$ of 3D seismic were shot by PetroCanada on ELs 395/396 and a test program was undertaken by Gulf on Parsons lake. Towards the year end, Petro-Canada were mobilizing equipment to spud the first new exploration well in the Mackenzie Delta in a decade. This well is the first of 14 wells which will be required to

validate new exploration licences issued this year and in 1999. Multiple wells on certain licences are to be expected if exploration results are encouraging.

## Offshore Nunavut

Exploration in the Labrador Sea offshore Greenland and in Davis Strait saw the drilling of an offshore well on the Fylla Prospect southwest of Nuuk, Greenland. The prospective oil and gas basin extends into Canadian waters offshore Baffin Island, Nunavut where the 1980 gas discovery at Hekja remains undeveloped. One seismic program associated with the offshore Greenland exploration, comprising 631 km of marine seismic, was shot in summer 2000 in Canadian waters as part of a regional evaluation of basin potential.

**Overview of Northern Oil and Gas Activities, 2000**

| | |
|---|---|
| Lands held under licence as of year end (millions of hectares) | 5.3 |
| Licences active as of year end (includes exploration, significant discovery and production licences) | 179.0 |
| Licences issued during the year | 21.0 |
| Natural gas production (millions of cubic metres) | 769.2 |
| Oil production (thousands of cubic metres) | 1434.3 |
| Oil and gas revenues received in 2000 ($ millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures) | 14.8 |

# OIL AND GAS MANAGEMENT

## Rights Issuance

With renewed exploration at an early stage it is important to sustain industry's interest by issuing new exploration rights on a regular basis. To this end, the department is promoting regular annual calls in the Central Mackenzie Valley, the Beaufort Sea/Mackenzie Delta and Arctic Islands of Nunavut. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the Southern Northwest Territories.

Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. The bid criterion used is currently the dollar value of work proposed for the first period of the licence. A work program requirement of one well in the first period applies.

### Mackenzie Delta/Beaufort Sea

Rights issuance in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea region has been an annual event for a decade.

In the Mackenzie Delta, a Call for Nominations was launched in February 2000 with the support of the Inuvialuit and Gwich'in and closed on March 31, 2000. A call for bids on ten nominated parcels was launched in April 2000 and remained opened for four months. The single bid criterion was the dollar value of work proposed during the first five year period of the nine year licence. The call for bids was published, in accordance with the *Canadian Petroleum Resources Act*, in Part I of the *Canada Gazette*.

The Call for Bids closed August 14, 2000 with work expenditure bids totalling $467 million spread among nine of the ten parcels offered. The highest bid for each parcel was accepted. Multiple bids were received for some of the parcels.

Consultation with the Inuvialuit and the Gwich'in on environmental considerations and the terms and conditions of the call preceded the start of this successful rights issuance process.

The Inuvialuit also held a sale of oil and gas rights earlier this year on Inuvialuit lands in the Mackenzie Delta. The sale resulted in $75 million in bonuses on top of work commitments.

### Central Mackenzie Valley

A Call for Nominations by industry was launched for the Central Mackenzie Valley on January 14, 2000 and closed on February 29, 2000. The Call for Bids published, in accordance with the *Canada Petroleum Resources Act*, in Part I of the *Canada Gazette*, was launched on April 1, 2000 and closed July 31, 2000.

The bid criterion was the dollar value of the work proposed in the first four years of the eight year licence period. Successful bids totalling $57.47 million were received for the six of the eight parcels.

In accordance with the provisions of the Sahtu and Gwich'in land claims settlement agreements, the department continued to seek the views of the Sahtu and Gwich'in by consulting them prior to rights issuance to seek their views on the terms and conditions of the issuance and related matters. Both land claim settlements include requirements for companies to meet with the Sahtu and Gwich'in prior to exercising their exploration rights to discuss the proposed work, including how the communities can benefit from the employment and business opportunities.

## Arctic Islands of Nunavut

During 2000, the department completed the consultation process with the Government of Nunavut and Nunavut Tunngavik Inc. to launch the first Call for Nominations in Nunavut. The Call was open at year end.

The Arctic Islands region contains several areas with high potential for both oil and gas, proven by existing discoveries. The department is optimistic that regular annual calls in Nunavut will stimulate private sector investments in developing these resources.

## Interests Issued in 2000

Fifteen new exploration licences were issued as a result of successful Calls for Bids in the Central Mackenzie Valley and the Beaufort Sea/Mackenzie Delta areas.

Three significant discovery licences, SDL118, SDL119 and SDL120 were issued effective February 22, 2000 following the Declaration of Significant Discovery made on February 22, 2000, in respect of the Ranger Fort Liard P-66A discovery well. The interest owners of Exploration Licence EL363 made application on May 3, 1999 for a significant discovery licence pursuant to the Act. One of the significant discovery licences, SDL118, was also subject to a Declaration of Commercial Discovery and a production licence, PL10, was issued to Ranger Oil Limited and Canadian Forest Oil Ltd. effective April 26, 2000.

In addition to the issuance of PL10, three more production licences were issued. A Declaration of Commercial Discovery made in respect of certain lands within significant discovery licence SDL99 led to the issuance of production licence PL9 on March 27, 2000 to Chevron Canada et al.

Following a Declaration of Commercial Discovery made in respect to Exploration Licence EL381, the interest owners, having made applications on January 18, 2000 for production licences, were issued production licences, PL7 and PL8. The effective date of these two production licences was January 18, 2000. The representative for the licences is Paramount Resources Ltd.

## Northern Benefits

The oil and gas sector has the potential to become a significant component of the northern economy. Many direct and indirect employment and business supply and services opportunities are created during the exploration and development phases. The oil and gas sector already contributes to the wage and business economy in many northern communities.

The seasonal or part-time nature of exploration jobs also fits well with the mixed traditional/wage economy in the North.

When oil and gas exploration and development are undertaken in the NWT, Nunavut and offshore area , the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for Northerners and northern businesses, and give first consideration in hiring to qualified individuals residing in regional communities.

Inuvik, Fort Liard, Tulita and Norman Wells are realizing the economic benefits of oil and gas exploration activity. Fort Liard and Inuvik, in particular have experienced high levels of employment and local business activity as a result of petroleum exploration and development.

The department has established an oil and gas group in Yellowknife to facilitate the benefits plan approval process and to assist with pathfinding for regulatory and environmental approvals for activities within the NWT.

## Environmental Considerations

### Consultations

Before issuing calls for nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. Environmental considerations also play an important role when issuing land use permits, water licences and all work authorizations. DIAND also consults with other federal departments and territorial government agencies. The terms and conditions of the calls for nominations and bids reflect the results of this consultation process.

### Regulatory Road Map

New institutions of public government established under land claim agreements such as the Mackenzie Valley Land and Water Board, the Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board, the Inuvialuit Environmental Screening Committee and the Inuvialuit Environmental Review Board, along with federal agencies such as the National Energy Board, Canadian Environmental Assessment Agency, Fisheries and Oceans and Environment Canada have prominent roles in the new regulatory environment.

### Environmental Studies Research Fund (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders. Levies have not been imposed since 1994 as no new projects were initiated.

However, in October 2000, the ESRF management Board established the content and budget for the 2001 program. The program recommended by the ESRF Board has been approved by the Minister of Natural Resources Canada and the Minister of DIAND.

The program has an estimated value of $1.1 million, which includes a number of environmental studies related to the east coast, as well as the North. A project to review northern research abstracts and reports over the past 20 years and identify gaps in research has been contracted to the Arctic Institute of North America.

## Expenditures & Royalties

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $ 66.1 million in 2000.

Royalties from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $13.4 million during the same period.

From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations receive a share of royalties in fulfilment of royalty-sharing provisions in their land claim settlement agreements.

# DEVELOPMENT AND PRODUCTION

## Mackenzie Valley (Sahtu)

### Norman Wells

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil, extends beneath the Mackenzie River at 65°20' N latitude. The oil reservoir is a reef of the Devonian Kee Scarp Formation. The field is the starting point of the Norman Wells oil pipeline. Operated by Enbridge Inc., this 300 mm (12") line runs for 866 km south from the Norman Wells field to Zama, Alberta. Daily throughput on the line is currently about 4 200 $m^3$ (27 000 barrels). This is about half of potential line capacity with upgrades.

Cumulative production from Norman Wells field reached 30.7 x $10^6$ $m^3$ (193.2 million barrels) out of recoverable reserves of about 37.5 x$10^6$ $m^3$ (250 million barrels). Production in 2000 was 1434.3 x 103 $m^3$ (9.0 million barrels), continuing a gentle declining trend.

Eight production wells were drilled in the field between June and August 2000. All wells were drilled from artificial island number five in the Mackenzie River to total depths of 635 m to 970 m. Five of the wells are now on production, the remainder are injectors. The wells were placed to optimize recovery from part of the field and to prolong it's the productive life.

## Mackenzie Delta (Inuvialuit Settlement Region)

### Ikhil

The Ikhil gas field lies in the Mackenzie Delta, 50 km north of Inuvik, N.W.T. Originally discovered in 1983, the field remained undeveloped until 1999. The reservoir is in the Taglu sands (Reindeer Formation) of Eocene age at a depth of about 1100 m. Gas is delivered through a buried 120 mm (6") pipeline to Inuvik where it is used for electricity generation and town supply. AltaGas is the current operator of the project. Cumulative production since start-up in July 1999 is 14.3 x $10^6$ $m^3$ (0.5 billion cubic feet) of gas. Production in 2000 was 10.0 x $10^6$ $m^3$ (0.4 billion cubic feet). The field is currently producing from two wells.

## Southern Northwest Territories

### Pointed Mountain

The Pointed Mountain gas field, operated by BP Amoco, began production in 1972. Production is from the Devonian Nahanni Formation at a depth of between 3900 m and 4200 m. Production peaked at close to 1.0 x $10^9$ $m^3$ per year in the mid-1970s. Flow diminished to 17.1 x $10^6$$m^3$ (0.6 billion cubic feet) by the end of 2000. Gas from P-53, the sole well still producing, merges with gas from recent upstream developments near Fort Liard to enter Westcoast Energy's raw gas pipeline to Fort Nelson, British Columbia, where it is processed.

### Paramount Fort Liard "F-36"
(Field Code G006)

Paramount Resources and Berkeley Petroleum received National Energy Board approved in January 2000 to develop their 1999 gas discovery well Paramount Fort Liard F-36. The well is 25 km southeast of Fort Liard NWT. Gas is produced from the Mississippian Mattson Formation about 2000 m below

surface. Twenty-four kilometres of 324 mm (12") pipeline (the "Shiha Pipeline") carries the gas south to a processing plant near Maxhamish Lake, British Columbia.

The well came on production in April 2000 and had produced 66.3 x $10^3$ $m^3$ (2.3 billion cubic feet) of sweet gas by end 2000. A second of two delineation wells (1-46) was drilled in 2000 to test the boundaries of this discovery.

**Chevron Fort Liard "K-29"**
(Field Code G007)

Chevron received National Energy Board approved in January 2000 to develop their 1999 gas well Fort Liard K-29 on the previously drilled Liard Anticline in the foothills northwest of Fort Liard NWT and west of the Liard River. The gas reservoir is the Devonian Nahanni Formation in an overthrust structure about 3000 m below surface. The gas is slightly sour.

The K-29 well has proved to be prolific with cumulative production over eight full months to end 2000 of 407.3 x $10^6$ $m^3$ (14.4 billion cubic feet). A second well, M-25, 8 km south of K-29, was brought on stream in November bringing combined first year production for the field to 490.1 x$10^6$ $m^3$ (17.3 billion cubic feet). Gas flows through a new producer-owned, 46 km long pipeline to BP Amoco's Pointed Mountain facility where it joins the current northern terminus of the Westcoast pipeline system. A water disposal line connects the field to the Mackay Lake O-80 well, drilled in 1999, which was converted for water disposal.

**Ranger Fort Liard "P-66A"**
(Field Code G008)

In February 2000, the National Energy Board approved the development plan submitted by Ranger Oil for the 1998 Fort Liard P-66A discovery. The discovery lies in the foothills west of the Liard River and 15 km north of the Chevron K-29 well. The gas is in the Devonian Nahanni Formation at depths of 3000 m and is slightly sour.

Production began from P-66A in May 2000 with cumulative production to the end of December reaching 60.1 x $10^6 m^3$ (2.1 billion cubic feet). A decline in produced gas and increasing water production were becoming evident towards year end. The gas produced flows through a new pipeline link to a point near the K-29 well where the gas streams co-mingle. The field is now operated by Canadian Natural Resources Ltd.

| Oil and Gas Production | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| Oil Production (thousands of $m^3$) | | | | | |
| Norman Wells | 1631.8 | 1584.6 | 1561.7 | 1549.1 | 1434.3 |
| Gas Production (millions of $m^3$) | | | | | |
| Norman Wells[1*] | 132.4 | 135.5 | 132.8 | 126.5 | 125.6 |
| Pointed Mountain (G003) | 47.2 | 33.9 | 25.2 | 21.0 | 17.1 |
| Ikhil (G005) | - | - | - | 3.3 | 10.0 |
| Paramount Fort Liard (G006 - " F-36") | - | - | - | - | 66.3 |
| Chevron Fort Liard (G007 - "K-29") | - | - | - | - | 490.1 |
| Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A") | - | - | - | - | 60.1 |

[1*] Note: Field code "G00X" assigned by the National Energy Board

| Oil and Gas Revenues Received ($) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| Royalty | 13 967 952 | 9 887 982 | 6 967 456 | 7 138 169 | 13 433 264 |
| Rentals | 7 525 | 7 818 | 7 818 | 3 245 | 2 800 |
| Issuance/Registration Fees | 14 907 | 22 464 | 2 052 | 16 766 | 51 589 |
| Work Deposit Forfeitures | 649 000 | 0 | 0 | 289 874 | 1 342 385 |
| Total | 14 639 384 | 9 918 264 | 6 977 326 | 7 448 054 | 14 830 038 |

| Discovered Resource Inventory | | |
|---|---|---|
| | Crude Oil (millions of $m^3$) | Natural Gas (billions of $m^3$) |
| Mainland Territories* | 39 | 28** |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 161 | 255 |
| Arctic Islands and offshore Eastern Nunavut | 65 | 416 |
| Total | 265 | 699 |

(Sources: National Energy Board, 1999; DIAND)

* includes Yukon
** resource numbers not adjusted for recent discoveries

# STATISTICAL OVERVIEW

## Land Status

| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Number of Licences Issued** | | | | | |
| Mainland Territories | 11 | 7 | 0 | 0 | 12 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0 | 2 | 5 | 5 | 9 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 11 | 9 | 5 | 5 | 21 |
| **Number of Licences Active** | | | | | |
| Mainland Territories | 74 | 81 | 73 | 68 | 79 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 68 | 70 | 70 | 75 | 81 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Total | 165 | 174 | 166 | 166 | 183 |
| **Lands Issued in Licences (in millions of hectares)** | | | | | |
| Mainland Territories | 0.5 | 0.6 | 0 | 0 | 0.8 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0 | 0.2 | 0 [1*] | 0.31 | 0.7 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0.5 | 0.8 | 0 | 0.31 | 1.5 |
| **Lands Relinquished or Surrendered (in millions of ha)** | | | | | |
| Mainland Territories | 0 | 0 | 0.1 [2*] | 0.4 | 0.2 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0.1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0.1 | 0 | 0.1 [2*] | 0.4 | 0.2 |
| **Lands Held Under Licence (in millions of ha)** | | | | | |
| Mainland Territories | 1 | 1.6 | 1.6 | 1.4 | 2.2 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0.9 | 1.1 | 1.1 | 1.3 | 1.8 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 1.3 | 1.3 | 1.3 | 1.2 | 1.2 |
| Total | 3.2 | 4 | 4 | 3.9 | 5.2 |

[1*] Less than 0.1 million hectares.

[2*] Adjustment to Mainland Territories by deletion of eight licences totalling 25 529 hectares in Yukon.

## Exploration Licences

| No. | Area (in ha) | Representative[x] | Issue | Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by | | Expiry | Work Bid $ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eastern Arctic Offshore** | | | | | | | |
| EL 297 [1*] | 931 640 | CanNat Resources Inc. | 1998.07.14 | 2008.07.14 | | 2008.07.14 | |
| **Beaufort Sea/Mackenzie Delta** | | | | | | | |
| EL317 [2*] | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 1986.10.05 | n/a | | | n/a |
| EL329 [2*] | 349 982 | BP Canada Energy Resources | 1987.09.05 | n/a | | | n/a |
| EL384 [3*] | 85 761 | AEC West Ltd. | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| EL385 [3*] | 128 327 | AEC West Ltd. | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| EL393 | 72 474 | Burlington Resources Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 35 550 000 |
| EL394 | 73 155 | Burlington Resources Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 42 375 000 |
| EL395 | 72 311 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 51 848 860 |
| EL396 | 75 511 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 53 444 900 |
| EL403 | 75 650 | Shell Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 35 000 000 |
| EL404 | 73 608 | BP Canada Energy | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 76 675 288 |
| EL405 | 76 307 | Petro-Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 46 454 620.66 |
| EL406 | 72 523 | Petro-Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 81 876 595.84 |
| EL407 | 71 515 | Anadarko Canada Corp. | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 2 421 350.84 |
| EL408 | 93 944 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 77 550 668.80 |
| EL409 | 80 104 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 56 988 788.96 |
| EL410 | 95 073 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 21 654 432.96 |
| EL411 | 69 348 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | | 2009.08.14 | 67 875 764.64 |
| **Mainland - Southern NWT** | | | | | | | |
| EL363 | 9 864 | Canadian Forest Oil/Canadian Natural Resources Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 3 529 000 |
| EL365 | 20 635 | Canadian Forest Oil | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 500 000 |
| EL367 | 24 382 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 768 600 |
| EL368 | 23 085 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 2 800 000 |
| EL369 | 25 737 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 8 765 580 |

## Exploration Licences

| No. | Area (in ha) | Representative[✘] | Issue Expiry | Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by | | | Work Bid $ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Mainland - Southern NWT** | | | | | | | |
| EL380 | 25 606 | Canadian Forest Oil | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 2 200 000 |
| EL381 | 21 236 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 6 250 000 |
| EL382 | 25 335 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 100 000 |
| EL383 | 25 515 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 224 400 |
| **Mainland - Central Mackenzie Valley** | | | | | | | |
| EL372 | 88 693 | Canadian Forest Oil | 1995.05.18 | 1999.05.17 | ✓ | 2003.05.17 | 3 215 000 |
| EL373 | 99 560 | Devlan Exploration | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 226 000 |
| EL374 | 138 170 | Devlan Exploration | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 042 000 |
| EL375 | 3 508 | Murphy Oil Company | 1996.03.27 | 2000.03.26 | ✓ | 2004.03.26 | 2 806 000 |
| EL386 | 114 737 | Devlan Exploration | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 1 072 000 |
| EL387 | 128 575 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 9 482 688 |
| EL388 | 30 696 | Murphy Oil Company | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 2 831 080 |
| EL389 | 46 738 | Canadian Abraxas | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 3 101 015 |
| EL390 | 50 938 | Canadian Forest Oil | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 6 200 000 |
| EL391 | 71 816 | Northrock Resources | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 4 000 000 |
| EL392 | 133 518 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 8 466 460 |
| EL397 | 134 565 | Northrock Resources Ltd. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 16 580 000 |
| EL398 | 133 480 | AEC West Ltd. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 1 000 000 |
| EL399 | 120 496 | Paramount Resources | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 8 400 000 |
| EL400 | 118 060 | Canadian Natural Resources Limited | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 17 500 000 |
| EL401 | 128 584 | EOG Resources Canada Inc. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 12 750 000 |
| EL402 | 128 718 | Anderson Resources | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 1 243 789 |

✘ These representatives are current to date of draft i.e. March 2001
" Amended per s. 26 (4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.
2" Under work prohibition orders.
3" Land exchange for Cape Bathurst former permits.
✓ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

## 2000 DRILLING STATISTICS

| OPERATOR | WELL NAME | LATITUDE | LONGITUDE | CLASS[1] | TD (m) | SPUD DATE | RR DATE | STATUS[2] | RIG | LICENCE[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Southern Territories** | | | | | | | | | | |
| Suncor | Well: Suncor Nella P-16 | 60.76599 | -122.78532 | DL | 2099 | 21-Dec-99 | 13-Jan-00 | P&A | Akita #37 | SDL13 |
| Paramount | Well: Paramount et al Fort Liard I-46 | 60.09235 | -123.38158 | DL | 2055 | 12-Nov-99 | 15-Jan-00 | P&S | Drive #642 | EL 381 |
| Paramount | Well: Paramount et al Mount Coty I-02 | 60.19278 | -123.50522 | EX | 1744 | 16-Oct-00 | 04-Dec-00 | P&S | Akita #51 | EL383 |
| Canadian Forest Oil | Well: CDN Forest et al North Liard C-31 | 60.50009 | -123.61004 | EX | 2730 | 04-Aug-00 | 12-Jan-01 | P&A | Akita #58E | EL383 |
| Paramount | Well: Paramount et al North Liard N-01 | 60.01454 | -123.28625 | EX | 1940 | 12-Dec-00 | 16-Jan-01 | P&S | Precision #379 | EL381 |
| **Central Mackenzie Valley** | | | | | | | | | | |
| Northrock Resources Ltd/IFR | Well: Northrock et al East Mackay I-77 | 64.77822 | -125.71952 | EX | 2400 | 21-Dec-99 | 24-Jan-00 | P&A | Akita #51 | EL391 |
| Northrock Resources Ltd/IFR | Well: Northrock et al Fall Stone F-01 | 64.67367 | -125.77161 | EX | 1400 | 27-Jan-00 | 12-Feb-00 | P&A | Akita #51 | EL391 |
| AEC(WEST) | Well: AEC(West) Renaissance Tate G-18 | 64.45481 | -125.29254 | EX | 669 | 17-Feb-00 | 09-Mar-00 | P&A | Akita #14 | EL392 |
| AEC(WEST) | Well: AEC(West) Renaissance Carcajou O-74 | 65.56335 | -126.23314 | EX | 760 | 22-Feb-00 | 11-Mar-00 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Well: AEC(West) Renaissance Carcajou D-07 | 65.58613 | -126.52755 | EX | 2030 | 02-Mar-00 | 23-Mar-00 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Well: AEC(West) Renaissance Carcajou P-16 | 65.59916 | -126.28638 | EX | 748 | 23-Feb-00 | 23-Mar-00 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Well: AEC(West) Renaissance Carcajou O-47 | 65.61328 | -126.53654 | EX | 860 | 26-Feb-00 | 25-Mar-00 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| Imperial | Well(J-36X) | 65.26983 | -126.88317 | EV | 710 | 26-Jun-00 | 04-Jul-00 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(K-37X) | 65.26986 | -126.88319 | EV | 765 | 04-Jul-00 | 13-Jul-00 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(L-36X) | 65.26986 | -126.88325 | EV | 783 | 14-Jul-00 | 20-Jul-00 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(I-35X) | 65.26986 | -126.88328 | EV | 807 | 22-Jul-00 | 30-Jul-00 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(M-37X) | 65.26986 | -126.88333 | EV | 962 | 31-Jul-00 | 10-Aug-00 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(L-34X) | 65.26986 | -126.88336 | EV | 700 | 11-Aug-00 | 18-Aug-00 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(K-33X) | 65.26989 | -126.88342 | EV | 635 | 19-Aug-00 | 24-Aug-00 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Well(M-31X) | 65.26983 | -126.88344 | EV | 958 | 26-Aug-00 | 02-Sep-00 | PR | Akita #51 | PAA |

[1] Class: EX=exploratory; DL=delineation; DV=development
[2] Status: P&S=plugged and suspended; P&A=plugged and abandoned; PR=production; I=injection
[3] Licence: EL=Exploration Licence; SDL=Significant Discovery Licence; PAA=Proven Area Agreement-Norman Wells

# SOURCES OF INFORMATION

## Northern Oil and Gas Directorate

**Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.**

**Northern Oil and Gas Directorate**
**Department of Indian Affairs and Northern Development**
**OTTAWA, Ontario, Canada K1A 0H4**

**Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from: Rights Issuance and Policy - Telephone (819) 953-8529.**

**Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from: Rights Administrator/Registrar - Telephone (819) 953-8490.**

**Information on northern exploration history and geological/geophysical activities is available from: Senior Petroleum Geologist - Telephone (819) 953-8722.**

**Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office - Telephone (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore the information is available from the Northern Oil and Gas Directorate - Telephone (819) 994-1606.**

**Northern Oil and Gas Directorate**
**Department of Indian Affairs and Northern Development**
**Street Address: 6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec**
**Telephone: (819) 997-0877**
**Fax: (819) 953-5828**
**Internet: http://www.inac.gc.ca/oil/index.html**

**Oil and Gas Division**
**Northwest Territories Regional Office**
**Department of Indian Affairs and Northern Development**
**Street Address: 4914-50th Street, P.O. Box 1500,**
**Yellowknife, NWT X1A 2R3**
**Telephone: (867) 669 2618**
**Fax: (867) 669-2409**

# Other Sources of Information

**Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available:**

- **The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;**
- **The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and**
- **The Environmental Directorate has information relating to the Environmental Studies Research Funds.**

**National Energy Board (NEB)**
**444 Seventh Avenue SW**
**Calgary AB T2P 0X8**
**Telephone: (403) 292-4800**
**Fax: (403) 292-5503**

**The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at:**

**Institute of Sedimentary and Petroleum Geology**
**3303-33rd Street NW**
**Calgary AB T2L 2A7**
**Telephone: (403) 292-7000**
**Fax: (403) 292-5377**

**Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:**

**Core Storage and Laboratory**
**Geological Survey of Canada Atlantic**
**Bedford Institute of Oceanography**
**P.O. Box 1006**
**Dartmouth NS B2Y 4A2**
**Telephone: (902) 426-6127**
**Fax: (902) 426-4465**
**Email: hardy@agc.bio.ns.ca**

**Other Sources of Information**

**Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:**

**Office of Energy Research and Development**
**Natural Resources Canada**
**14th Floor (14D4)**
**580 Booth Street**
**Ottawa ON K1A 0E4**
**Telephone: (613) 995-8860**
**Fax: (613) 995-6146**

# Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2000

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. La première régit l'attribution des droits de prospection et d'exploitation, et les Règlements connexes établissent le régime des redevances. La seconde réglemente les opérations pétrolières et les avantages qui en découlent. La direction s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux avantages, pour le compte du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada
Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert D. Nault, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2001

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
*Northern Oil and Gas - Annual Report 2000*

QS-8509-010-FF-A1
Catalogue # is R71-47/2000F
ISBN # is 0-662-85907-3

***Message de l'honorable Robert D. Nault,***
***ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien***

L'an 2000 a été une année remarquable au plan de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans le Nord, ouvrant la voie à des activités futures. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a travaillé de concert avec l'industrie et les nouvelles commissions formées dans la vallée du Mackenzie afin de favoriser une étroite collaboration aux étapes de l'évaluation et de l'approbation réglementaire des projets dans la région de Fort Liard. Des fonctionnaires du ministère ont aussi travaillé en étroite collaboration avec les représentants des gouvernements et les associations Inuites désignées incluant le NT du Nunavut afin de sensibiliser les habitants de ce territoire aux avantages qu'ils pourraient tirer de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières.

L'exploitation de trois nouveaux champs gaziers a commencé dans la région de Fort Liard. Les trois projets, soumis au nouveau processus de réglementation dans la vallée du Mackenzie, nous ont enseigné des leçons utiles en matière de développement durable dans le Nord canadien. La localité de Fort Liard a établi des partenariats efficaces avec les sociétés exploitantes. Des entreprises de services et des particuliers d'autres collectivités dans le Nord ont aussi profité de nouvelles possibilités d'emploi et occasions d'affaires.

Le ministère a reçu un nombre record de demandes de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. C'est la seconde année que cette région suscite un vif intérêt. La croissance rapide des activités de prospection dans le delta du Mackenzie et les alentours a grandement profité à l'emploi et au commerce et fait souffler un vent d'optimisme, en plus d'ouvrir de nouvelles perspectives dans les collectivités locales. Plus au sud, l'appel d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie a aussi attiré des propositions de travaux importants sur six des huit terrains disponibles.

Une demande de désignations dans les îles de l'Arctique, au Nunavut, a rappelé le potentiel du Grand Nord . La demande, faite avec l'appui du gouvernement territorial et de la société Nunavut Tunngavik Inc., indiquait à l'industrie que le Nunavut est "ouvert aux affaires".

Les chances qu'on procède à la construction de pipelines afin d'exporter le gaz de l'Arctique ont beaucoup augmenté pendant l'année, lorsque l'industrie a annoncé la tenue d'études de faisabilité, notamment sur la mise en valeur des réserves dans le delta du Mackenzie. Vers la fin de l'année, ces activités ont stimulé encore davantage la prospection dans le Nord.

La prospection et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières offrent un potentiel considérable pour le Nord et pour le Canada, un potentiel qui ne pourra se réaliser qu'au moyen d'une exploration systématique. Les activités de prospection créent des possibilités d'emploi et de développement économique dont les collectivités nordiques ont grandement besoin.

C'est avec beaucoup de plaisir que je dépose devant le Parlement le Rapport sur le pétrole et le gaz du Nord - 2000.

## *Terres domaniales du Canada*

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

# Table des matières

**Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord** ..... 3
Survol des tendances ..... 3
Les activités d'exploration dans le Nord ..... 4
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest (Deh Cho) ..... 4
La partie centrale de la vallée du Mackenzie (Sahtu et Gwich'in) ..... 5
Le delta du Mackenzie (territoire habité par les Inuvialuits) ..... 5
La zone extracôtière du Nunavut ..... 6
Survol des activités pétrolières et gazières en l'an 2000 dans le Nord canadien (tableau) ..... 6
**Gestion du pétrole et du gaz** ..... 7
Attribution de droits ..... 7
Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort ..... 7
La partie centrale de la vallée du Mackenzie ..... 7
Les îles de l'Arctique au Nunavut ..... 8
Permis délivrés en l'an 2000 ..... 8
Retombées économiques ..... 9
Mesures environnementales ..... 9
Consultations ..... 9
Plan de réglementation ..... 9
Fonds pour l'étude de l'environnement ..... 10
Dépenses et redevances ..... 10
**Exploitation et production** ..... 11
Norman Wells ..... 11
Ikhil ..... 11
Pointed Mountain ..... 11
Paramount Fort Liard ..... 12
Chevron Fort Liard ..... 12
Ranger Fort Liard ..... 12
Production de pétrole et de gaz (tableau) ..... 13
Recettes pétrolières et gazières perçues (tableau) ..... 13
Bilan des ressources découvertes (tableau) ..... 13
**Résumé statistique** ..... 14
Portefeuilles fonciers ..... 14
Permis de prospection ..... 15
Activités de forage ..... 17
**Sources d'information**
Direction du pétrole et du gaz du Nord ..... 18

# APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

## Survol des tendances

L'augmentation des prix en l'an 2000, poursuivant la tendance établie en 1999, a créé un climat favorable à des investissements majeurs dans le secteur pétrolier en amont. Au début de l'année, les prix du pétrole étaient 25 % plus élevés qu'à la même période l'année précédente, et ils sont demeurés élevés toute l'année. Les prix du gaz ont continué d'augmenter au cours des trois premiers trimestres de 2000, et ils étaient 50 % plus élevés qu'en 1999. Lorsque la saison du chauffage a commencé, à l'automne 2000, les marchés nord-américains ont réagi aux réserves limitées et les prix du gaz naturel se sont mis à grimper pour atteindre des niveaux inégalés en décembre, dont des sommets de 14 $ par endroits.

**Prix des produits de base**

| | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Pétrole[1] | 127,46 | 172,16 | 279,36 |
| Gaz[2] | 1,92 | 2,77 | 4,8 |

Le gaz naturel chauffe mieux que les autres combustibles hydrocarbonés et coûte moins cher à transporter et à traiter. C'est le combustible privilégié de la nouvelle génération de centrales électriques et son usage accru contribuera de façon importante à limiter les émissions de gaz à effet de serre. Compte tenu de ces facteurs, la croissance rapide de la demande et la production limitée dans les gisements actuels ont amené l'industrie à mettre en valeur de nouveaux secteurs d'approvisionnement.

De grosses réserves découvertes mais non exploitées dans l'Arctique canadien, notamment dans le delta du Mackenzie, aident le Canada à se positionner en vue de répondre à une grande partie de la demande prévue en Amérique du Nord, et elles ont forcé l'industrie à revoir les avantages économiques liés à la construction d'un pipeline pour transporter le gaz naturel du delta du Mackenzie jusqu'aux marchés du sud. Au printemps 2000, un consortium de sociétés ayant des réserves de gaz dans le delta du Mackenzie, soit l'Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada et Mobil Canada, a annoncé la tenue d'une étude de faisabilité sur l'exploitation du gaz du delta du Mackenzie et la construction d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie. Ces sociétés font état de la découverte de quelque 5,8 billions de pi³ (BPC) de gaz dans trois champs sur terre dans le delta du Mackenzie. L'Office national de l'énergie évalue à 9 BPC la quantité totale des ressources découvertes dans cette région, ce qui porte à 56 BPC les réserves totales de la région.

[1]Prix moyen du pétrole : $CAN par m³ à Edmonton

[2]Prix moyen du gaz naturel : AECO ($CAN par GJ)

**Source :** Ressources naturelles Canada

Dans l'ensemble, on estime que le Nord renferme environ 19 % des ressources restantes récupérables de pétrole brut léger classique du Canada et environ 30 % de la production potentielle. Dans le cas du gaz naturel, le Nord renferme 25 % des ressources restantes et, selon une estimation prudente, 30 % de la production potentielle[1].

Les spéculations concernant la construction de pipelines pour exporter le gaz de l'Arctique ont été accentuées par l'annonce faite par BP Amoco, Exxon Mobil et Phillips, des sociétés d'exploitation dans la région de la baie Prudhoe, en Alaska, selon laquelle elles allaient mener une étude de faisabilité sur l'exportation des réserves de gaz de cette région. L'étude visera plus précisément à choisir le trajet du pipeline, ainsi qu'à déterminer la viabilité économique d'un tel projet, en vue de déposer une demande auprès des organismes de réglementation canadiens et américains. Il existe des possibilités de synergies importantes entre les projets.

Les prix du gaz naturel étant favorables, il est probable qu'au moins un de ces projets, sinon les deux, se concrétisera. La construction d'un pipeline fera du Nord canadien un acteur important dans la croissance énergétique future en Amérique du Nord.

Les activités de forage ont continué de progresser au Canada tout au long de l'année, après un ralentissement en 1998 et au début de 1999. On a assisté partout en Amérique du Nord à un virage marqué vers le forage gazier.

[1](Source : Nouvelles estimations apparaissant dans L'Énergie au Canada : offre et demande jusqu'à 2005, Office national de l'énergie, 1999)

## Les activités d'exploration dans le Nord

Globalement, les activités de forage au nord du 60□parallèle ont ralenti quelque peu par rapport à 1999, bien qu'elles aient été plus fréquentes que dans les années antérieures à 1999. Neuf puits de sondage ont été forés en l'an 2000. On a foré sur une profondeur totale de 29 190 m, dont 6 330 m pour des puits de production. Cela représente une baisse par rapport à 1999, année au cours de laquelle on avait foré sur 44 707 m. Trois puits, un de sondage et deux de délimitation, ont été forés dans les Territoires du Nord-Ouest en janvier 2000. Le forage hivernal en 1999-2000 a pris fin le 25 mars 2000 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un puits (CFOL C-31) a été foré entre la fin de l'été 2000 et l'hiver 2000-2001. À la fin de l'année, on procédait au forage de deux puits dans la partie sud des T.N.-O.

Au total, 17 programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés dans le Nord canadien en l'an 2000. Ces programmes comprenaient une opération de prospection sismique 2D sur 1 554 km, une opération de prospection sismique 3D sur 307 km², de même qu'un levé aéromagnétique sur 18 123 km, une opération de prospection gravimétrique sur 27 km et trois projets géologiques sur le terrain menés par l'industrie.

## La partie sud des Territoires du Nord-Ouest (Deh Cho)

Dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard, les sociétés qui avaient trouvé des gisements de gaz en 1998-1999 ont mis l'accent sur l'exploitation de ces gisements et la construction d'un pipeline. Elles ont entrepris la construction du pipeline

à l'hiver 2000, afin de pouvoir commencer l'exploitation de trois nouveaux champs gaziers. La longue infrastructure du pipeline servant à l'exploitation de ces champs et le rendement de ceux-ci stimulera l'exploration dans cette région.

Un puits de délimitation a été foré sur le champ gazier de Suncor SDL013, un champ découvert en 1961, mais demeuré inexploité. Suncor P-16 a été foré jusqu'à une profondeur de 2 099 m, puis bouché et abandonné par la suite. Fort Liard I-46, de Paramount et coll., a été le second de deux puits forés pour délimiter la découverte de 1999 de la Paramount à Fort Liard F-36. Ce puits a été bouché et suspendu à 2 055 m.

On a entrepris le forage de trois puits de sondage à l'automne 2000. Paramount et coll. a foré le puits Mount Coty I-02 sur EL381. Ce puits a été foré à une profondeur de 1 744 m, puis bouché et suspendu. Paramount et coll. a aussi procédé au forage de Fort Liard N-01, à l'extrémité sud d'EL381, près de la frontière avec la Colombie-Britannique. Comme I-02, N-01 avait pour but d'atteindre la formation mississipienne de Mattson; l'opération de forage a été effectuée à la fin de l'année. La Canadian Forest Oil a continué à forer le champ gazier C-31, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard. Dans ce cas, on visait à atteindre la formation mésodévonienne de Nahanni.

Quatorze programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest (excluant le delta du Mackenzie). On a aussi procédé à des opérations de prospection sismique 2D sur une distance de 788 km et de prospection sismique 3D sur une superficie de 116 km².

## La partie centrale de la vallée du Mackenzie (Sahtu et Gwich'in)

Le forage s'est intensifié dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. AEC West, en collaboration avec Renaissance Energy (maintenant Husky Energy Ltd.), a foré cinq puits, dont quatre sur EL387, à mi-chemin entre Fort Good Hope et Norman Wells. Ces puits servaient à vérifier des cibles dans le complexe récifal Carcajou de la formation mésodévonienne de Kee Scarp. Ils ont été forés à une profondeur totale variant entre 650 m et 860 m. Le puits Tate G-18 a été creusé à une profondeur de 2 030 m sur EL392, afin de vérifier des zones de production possibles en bordure de la structure de Keele Arch, au sud de Tulita. Les puits ont été bouchés et abandonnés.

Northrock et ses partenaires ont foré deux puits sur EL391, au sud-ouest de Tulita. Le puits le plus au nord, East Mackay I-77, démarré en décembre 1999, a été foré à une profondeur de 2 400 m afin de vérifier des cibles dans des formations datant du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen. Le puits plus au sud, Fall Stone F-01, a été foré sur 1 400 m. Il visait à vérifier des cibles moins profondes dans une formation datant du Crétacé. Les deux puits ont atteint la profondeur prévue et ont été bouchés et abandonnés. La société a annoncé qu'elle n'y avait trouvé aucun combustible hydrocarboné commercial.

## Le delta du Mackenzie
**(territoire habité par les Inuvialuits)**

Dans le delta du Mackenzie, Petro-Canada a exécuté un programme de prospection sismique 2D sur 135 km et un programme de prospection sismique 3D sur 191 km² sur EL395 et EL396, tandis que Gulf Canada a exécuté un programme d'essais au lac Parsons. Vers la fin de l'année, Petro-Canada a mobilisé de l'équipement pour forer par battage premier puits de sondage dans

le delta du Mackenzie depuis dix ans. Ce puits est le premier d'une série de 14 qu'il faudra creuser pour valider les permis d'exploration qui ont été attribués cette année et en 1999. On s'attend à ce que des puits multiples soient forés en vertu de certains permis si les résultats de l'exploration sont encourageants.

## La zone extracôtière du Nunavut

Dans le cadre des activités de prospection dans la mer du Labrador, au large des côtes du Groenland et dans le détroit de Davis, on a foré un puits en mer sur la zone de production possible de Fylla, au sud-ouest de Nuuk, au Groenland. La zone en question s'étend dans les eaux canadiennes au large de l'île de Baffin, au Nunavut, où une découverte de gaz faite en 1980, à Kekja, était restée en plan. Un programme de prospection sismique en milieu marin lié au projet d'exploration au large des côtes du Groenland a été exécuté à l'été 2000 en eaux canadiennes, sur une distance de 631 km, dans le cadre de l'évaluation régionale du potentiel du gisement.

| Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2000 | |
|---|---|
| Terres détenues en vertu de permis par des sociétés (en millions d'hectares) | 5,3 |
| Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année (comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production) | 179 |
| Permis délivrés au cours de l'année | 21 |
| Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes) | 769,2 |
| Production de pétrole (en milliers de mètres cubes) | 1 434,3 |
| Recettes pétrolières et gazières perçues en 2000 (millions de $) (redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées) | 14,8 |

# GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

## Attribution des droits

Compte tenu de la reprise des activités de prospection, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs en attribuant régulièrement de nouveaux droits de prospection. À cette fin, le ministère encourage le lancement d'appels d'offres réguliers durant l'année pour des projets d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, la mer de Beaufort, le delta du Mackenzie et les îles de l'Arctique faisant partie du Territoire du Nunavut. Le ministère s'emploie également à élaborer des mesures qui répondront aux besoins des secteurs ne jouissant pas d'un règlement de revendications territoriales, principalement la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des perspectives de développement économique.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Le critère d'admission des offres est la valeur monétaire des travaux proposés pour la première étape du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'au moins un puits durant cette période.

## Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort

L'attribution de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et la mer de Beaufort est un événement annuel depuis une décennie.

Dans le delta du Mackenzie, une demande de désignations a été lancée en février 2000 avec l'appui des Inuvialuits et du conseil tribal Gwich'in. Elle a pris fin le 31 mars 2000. Un appel d'offres pour des travaux sur dix terrains désignés a été lancé en avril 2000 et est resté ouvert pendant quatre mois. Le seul critère d'admission des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pendant les cinq premières des neuf années visées par le permis. L'appel d'offres a été publié à la Partie I de la *Gazette du Canada*, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

À la clôture de l'appel d'offres, le 14 août 2000, on avait reçu des projets de travaux pour une somme totale de 467 millions de dollars sur neuf des dix terrains offerts. L'offre la plus élevée pour chaque terrain a été acceptée. Certains terrains ont fait l'objet d'offres multiples.

Le ministère a consulté les Inuvialuits et les Gwich'ins sur des questions environnementales et les conditions de l'appel avant d'amorcer le processus d'attribution de droits.

Les Inuvialuits ont aussi tenu cette année une vente de droits d'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres qu'ils occupent dans le delta du Mackenzie. La vente leur a valu 75 millions de dollars en primes, en sus des dépenses engagées pour les travaux.

## La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Une demande de désignations par l'industrie touchant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a été lancée le 14 janvier 2000 et est restée valable jusqu'au 29 février suivant. L'appel d'offres, publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, a été lancé le 1er avril 2000. La date de clôture avait été fixée au 31 juillet suivant.

Le critère d'admission des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pour les quatre premières années de la période de

huit années visée par le permis. Des offres prévoyant des investissements totaux de 57,47 millions de dollars ont été acceptées pour six des huit terrains disponibles.

Conformément aux dispositions des ententes de règlement des revendications territoriales des premières nations Sahtu et Gwich'in, le ministère s'est assuré de consulter ces deux nations concernant les conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Ces ententes obligent les sociétés intéressées à rencontrer des représentants des premières nations Sahtu et Gwich'in avant d'exercer leurs droits de prospection, afin de discuter des travaux proposés, y compris des possibilités d'emploi et des occasions d'affaires offertes aux collectivités locales.

## Les îles de l'Arctique faisant partie du Nunavut

Au cours de l'année 2000, le ministère a terminé le processus de consultation entrepris auprès du gouvernement du Nunavut et de la société Nunavut Tunngavik Inc., en vue du lancement d'une première demande de désignations au Nunavut. La demande était ouverte à la fin de l'année.

Comme en témoignent les découvertes effectuées jusqu'à présent, la région des îles de l'Arctique regorge de secteurs pouvant contenir des quantités très intéressantes de pétrole et de gaz. Le ministère pense que des appels d'offres réguliers dans le Nunavut encourageront le secteur privé à investir dans la mise en valeur de ces ressources.

## Permis délivrés en l'an 2000

Quinze nouveaux permis d'exploration ont été délivrés à la suite d'un appel d'offres visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Trois attestations de découverte importante, SDL118, SDL119 et SDL120, prenant effet le 22 février 2000, ont été délivrées par suite de la déclaration de découverte importante faite ce même jour, concernant le puits de découverte Ranger Fort Liard P-66A. Les titulaires du permis d'exploration EL363 ont présenté une demande d'attestation de découverte importante le 3 mai 1999, conformément à la Loi. L'une des attestations de découverte importante, SDL118, a aussi été l'objet d'une déclaration de découverte commerciale, et un permis d'exploitation, PL10, a été délivré aux sociétés Ranger Oil Limited et Canadian Forest Oil Ltd. le 26 avril 2000.

En plus de PL10, trois autres permis d'exploitation ont été délivrés. Une déclaration de découverte commerciale faite en rapport avec certains terrains sous l'autorité de l'attestation de découverte importante SDL99 a mené à la délivrance du permis d'exploitation PL9, le 27 mars 2000, à la société Chevron Canada et coll.

Par suite d'une déclaration de découverte commerciale faite en vertu du permis d'exploration EL381, les titulaires se sont vu délivrer les permis de production PL7 et PL8 prenant effet le 18 janvier 2000, date à laquelle ils ont été demandés. Le titulaire de ces permis est la société Paramount Resources Ltd.

## Retombées économiques

L'industrie du pétrole et du gaz pourraient devenir un élément important de l'économie du Nord canadien. Bon nombre d'emplois directs et

indirects et d'occasions d'affaires dans le domaine des produits et services sont créés aux étapes de l'exploration et de l'exploitation.. Ces ressources contribuent déjà à l'emploi et à l'économie de nombreuses collectivités nordiques. Le caractère saisonnier des emplois dans le domaine de l'exploration, qui sont souvent des emplois à temps partiel, cadre bien avec le type d'économie fondée sur l'accomplissement d'un travail rémunéré et la pratique des activités traditionnelles qui existe dans le Nord.

Lorsqu'un promoteur entreprend des travaux d'exploration et de mise en valeur des gisements pétroliers et gaziers dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les zones extracôtières, il doit s'assurer que les habitants du Nord auront un accès équitable et entier aux emplois, à la formation et aux occasions d'affaires, et, au moment d'engager du personnel, il doit d'abord considérer les candidatures des personnes qualifiées résidant dans les collectivités locales.

Les localités de Fort Liard, Inuvik, Tulita et Norman Wells profitent, au plan économique, de l'exploration pétrolière et gazière. À Fort Liard et à Inuvik, le taux d'emploi est très élevé et l'activité économique est très grande en raison des projets d'exploration et d'exploitation du pétrole à ces endroits.

Le ministère a formé un groupe de consultation à Yellowknife en vue de faciliter le processus d'approbation des régimes d'avantages sociaux et d'aider à paver la voie aux approbations réglementaires et environnementales nécessaires aux activités prévues dans les Territoires du Nord-Ouest.

## Mesures environnementales

### Consultations

Avant le lancement de demandes de désignations, des consultations sont organisées avec les groupes autochtones du Nord afin d'identifier les régions sensibles au point de vue de l'environnement, y compris celles qui, pour des raisons culturelles ou spirituelles, présentent un intérêt spécial pour ces groupes. Les questions environnementales jouent aussi un rôle important en ce qui concerne l'attribution des droits d'utilisation des terres, des permis d'utilisation de l'eau ou de toute autre autorisation pour des travaux. Le MAINC consulte aussi d'autres ministères fédéraux et organismes des gouvernements territoriaux. Les conditions et modalités des demandes de désignations et des offres reflètent les résultats de ce processus de consultation.

### Plan de réglementation

De nouvelles institutions publiques établies en vertu des ententes de règlement des revendications territoriales, telles que l'Office de terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la Vallée du Mackenzie et le Bureau inuvialuit d'examen des répercussions environnementales, de même que des organismes fédéraux comme l'Office national de l'énergie, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et les ministères des Pêches et Océans et de l'Environnement du Canada, jouent un rôle important dans ce nouveau cadre de réglementation.

### Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) soutient financièrement

des études environnementales et sociales dans les domaines de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions éloignées. Ce programme est financé au moyen de sommes versées par les parties intéressées. Aucune somme n'a été prélevée depuis 1994, car aucun nouveau projet n'a été entrepris. Cependant, en octobre 2000, le conseil d'administration du FEE a établi le contenu et le budget du programme de 2001, lequel a reçu l'aval du ministre fédéral des Ressources naturelles et de son collègue aux Affaires indiennes et du Nord. Le programme, au coût d'environ 1,1 million de dollars, comprend la tenue d'études environnementales sur la côte est et dans le Nord canadien. L'Institut arctique de l'Amérique du Nord s'est vu confier l'étude des rapports et des résumés des recherches effectuées au cours des 20 dernières années dans le Nord. Il tentera de relever les failles dans la recherche.

**Dépenses et redevances**

Les activités d'exploration, les abandons de puits et le forage de reconnaissance sur le terrain ont entraîné des dépenses de 66.1 millions de dollars en 2000. Les redevances payées par l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont élevées à environ 13,4 millions de dollars pendant la même période. Les premières nations Sahtu et Gwich'in ont reçu une partie de cette somme, en vertu des dispositions de partage des redevances faisant partie de leurs ententes de règlement de leurs revendications territoriales.

# EXPLOITATION ET PRODUCTION

## La vallée du Mackenzie
**(Sahtu)**

### Norman Wells

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend au-dessous du fleuve Mackenzie, à une latitude de 60°20' N. Il s'agit d'un gisement dans la formation devonienne de Kee Scarp. Ce champ constitue le point de départ du pipeline de Norman Wells, une installation de 30 cm (12 po) de diamètre exploitée par Enbridge Inc, qui s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama , en Alberta. Près de 4 200 $m^3$ de pétrole (27 000 barils) passent chaque jour dans ce pipeline. C'est environ la moitié de sa capacité potentielle, une fois qu'on y aura apporté quelques améliorations.

La production totale du champ de Norman Wells depuis qu'on a commencé à l'exploiter a atteint 30,7 x $10^6$ $m^3$ (193,2 millions de barils), sur des réserves récupérables estimées à environ 37,5 x $10^6$ $m^3$ (250 millions de barils). La production en 2000, poursuivant son léger mouvement à la baisse, a été de 1 434,3 x 103 $m^3$(9 millions de barils).

Huit puits de production ont été forés sur ce champ entre juin et août 2000. Tous ont été forés dans l'île artificielle numéro 5 sur le fleuve Mackenzie, à des profondeurs variant entre 635 m et 970 m. Cinq des puits sont maintenant en exploitation; les autres servent à l'évacuation de l'eau. Les puits ont été disposés de manière à optimaliser l'extraction à différents endroits du champ et à prolonger leur vie utile.

## Le delta du Mackenzie
**(territoire habité par les Inuvialuits)**

### Champ gazier Ikhil

Le champ gazier Ikhil s'étend dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Découvert en 1983, il est resté inexploité jusqu'en 1999. Le gisement se trouve dans les sables Taglu (formation Reindeer), datant de l'âge éocène, à une profondeur d'environ 1 100 m. Le gaz tiré de ce champ est acheminé par un gazoduc enfoui de 12 cm (6 po) de diamètre jusqu'à Inuvik, où il sert à produire de l'électricité et à approvisionner la localité. La société AlcaGas est l'entreprise qui s'occupe actuellement de ce projet. La production cumulative depuis le début de l'exploitation du champ, en juillet 1999, s'élève à 14,3 x $10^6$ $m^3$ (0,5 milliard de $pi^3$) de gaz. La production en 2000 a été de 10 x $10^6$ $m^3$ (0,4 milliard de $pi^3$) de gaz. On exploite actuellement deux puits sur ce champ.

## La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

### Pointed Mountain

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Amoco, a commencé à produire en 1972. Le gaz provient de la formation devonienne de Nahanni, d'une profondeur variant entre 3 900 m et 4 200 m. La production a atteint un sommet de 1 x $10^9$ $m^3$ par année au milieu des années 1970. Elle a baissé à 17,1 x $10^6$ $m^3$ (0,6 milliards de $pi^3$) en l'an 2000.

Le gaz extrait de P-53, le seul puits encore

productif, se mêle au gaz venant d'installations récentes en amont, près de Fort Liard, dans le gazoduc pour gaz brut exploité par Westcoast Energy Inc., qui conduit le gaz jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique, où il est traité.

**Paramount Fort Liard (puits F-36)**

En janvier 2000, Paramount Resources et Berkeley Petroleum ont reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exploiter le champ gazier Fort Liard F-36, qui avait été découvert en 1999. Leur puits se trouve à 25 km au sud-est de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est extrait de la formation mississipienne de Mattson, à quelque 2 000 m de profondeur. Un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre (le gazoduc Shiha) achemine le gaz vers le sud sur une distance de 24 km, jusqu'à une usine de traitement près du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique.

Le puits est entré en opération en avril 2000 et il avait produit au total 66,3 x $10^3$ $m^3$ (2,3 milliards de $pi^3$) de gaz non corrosif à la fin de l'année. Le second de deux puits de délimitation, I-46, a été foré en l'an 2000 afin de déterminer l'étendue de cette découverte.

**Chevron Fort Liard (puits K-29)**

En janvier 2000, la société Chevron a reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exploiter le gisement de gaz découvert en 1999 au puits Fort Liard K-29, foré dans le pli anticlinal de Liard, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, dans une structure de chevauchement à environ 3 000 m de profondeur. Le gaz est un peu sulfureux.

Le puits K-229 s'est avéré prolifique, avec une production cumulative de 407,3 x $10^6$ $m^3$ (14,4 milliards de $pi^3$) sur une période de huit mois se terminant à la fin de l'an 2000. Un second puits, M-25, à 8 km au sud de K-29, a été mis en service en novembre 2000, portant la production en cette première année d'exploitation du gisement à 490,1 x $10^6$ $m^3$ (17,3 milliards de $pi^3$).

Le gaz provenant de ce gisement est acheminé par un nouveau gazoduc de 46 km de long, propriété de l'exploitant, jusqu'aux installations de BP Amoco de Pointed Mountain, au point terminal actuel du pipeline de Westcoast Energy. Une conduite d'évacuation d'eau relie le gisement au puits O-80 du lac Mackay, foré en 1999, qui a été transformé pour évacuer l'eau.

**Ranger Fort Liard (puits P-66A)**

En février 2000, l'Office national de l'énergie a approuvé le plan proposé par la Ranger Oil pour la mise en valeur du champ gazier P-66A, découvert en 1998. Le champ s'étend dans les contreforts, à l'ouest de la rivière Liard et à 15 km au nord du puits K-29 de la Chevron. Le gaz se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, à une profondeur de 3 000 m, et il est un peu sulfureux.

L'exploitation de P-66A a commencé en mai 2000, et la production à la fin de décembre atteignait 60,1 x $10^6$ $m^3$ (2,1 milliards de $pi^3$). On a constaté une baisse de la production de gaz et une augmentation de la production d'eau à la fin de l'année. Le gaz tiré de ce puits est transporté au moyen d'un nouveau gazoduc jusqu'à un point près du puits K-29, où les flux gazeux se mélangent. Le champ gazier est maintenant exploité par la société Canadian Natural Resources Ltd.

| Production de pétrole et de gaz | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| **Production de pétrole (en milliers de $m^3$)** | | | | | |
| **Norman Wells** | 16318 | 15846 | 15617 | 15491 | 14343 |
| Production de gaz (en millions de $m^3$) | | | | | |
| Norman Wells[1*] | 132,4 | 135,5 | 132,8 | 126,5 | 1,25617e+19 |
| Pointed Mountain (G003) | 47,2 | 33,9 | 25,2 | 21,0 | |
| Ikhil (G005) | - | - | - | 3,3 | |
| Paramount Fort Liard (G006 - " F-36") | - | - | - | - | |
| Chevron Fort Liard (G007 - "K-29") | - | - | - | - | |
| Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A") | - | - | - | - | |

[1*] Note : Code "G00X" attribué par l'Office national de l'énergie

| Recettes pétrolières et gazières perçues (en $) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| **Redevances** | 13 967 952 | 9 887 982 | 6 967 456 | 7 138 169 | 13 433 264 |
| **Loyers** | 7 525 | 7 818 | 7 818 | 3 245 | 2 800 |
| **Droits d'enregistrement et d'attribution** | 14 907 | 22 464 | 2 052 | 16 766 | 51 589 |
| **Garanties d'exécution des travaux confisquées** | 649 000 | 0 | 0 | 289 874 | 1 342 385 |
| **Total** | 14 639 384 | 9 918 264 | 6 977 326 | 7 448 054 | 14 830 038 |

| Bilan des ressources découvertes | | |
|---|---|---|
| | Pétrole brut (millions de $m^3$) | Gaz naturel (milliards de $m^3$) |
| **Partie continentale des Territoires*** | 39 | 28** |
| **Delta du Mackenzie et mer de Beaufort** | 161 | 255 |
| **Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est du Nunavut** | 65 | 416 |
| **Total** | 265 | 699 |

**(Sources: Office national de l'énergie; MAINC)**

* **comprend le Yukon**
** **chiffres non ajustés à la suite des récentes découvertes**

## RÉSUMÉ STATISTIQUE

| Portefeuilles fonciers | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| **Permis délivrés** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 11 | 7 | 0 | 0 | 12 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 2 | 5 | 5 | 9 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 11 | 9 | 5 | 5 | 21 |
| **Nombre de permis en vigueur** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 74 | 81 | 73 | 68 | 79 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 68 | 70 | 70 | 75 | 81 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Total | 165 | 174 | 166 | 166 | 183 |
| **Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 5 | 6 | 0 | 0 | 8 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 2 | 0 [1] | 31 | 7 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 5 | 8 | 0 | 31 | 15 |
| **Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0 | 0 | 0,1 [2] | 4 | 2 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 1 | 0 | 0,1 [2] | 4 | 2 |
| **Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 10 | 16 | 16 | 14 | 22 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 9 | 11 | 11 | 13 | 18 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 |
| Total | 32 | 40 | 40 | 39 | 52 |

[1] Moins de 0,1 million d'hectares.

[2] Ajustement à la partie continentale des Territoires par l'élimination de huit permis représentant 25 529 hectares au Yukon.

## Permis de prospection

| Permis | Superficie (en ha) | Titulaire[0] | Dates (a.m.j.) Livraison Expiration | Puits doit être foré avant le | | Dépenses prévues dans la soumission |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Zone extracôtière de l'est de l'Arctique** | | | | | | |
| EL 297 [1*] | 931 640 | Canadian Natural Resources Inc. | 1998.07.14 | 2008.07.14 | 2008.07.14 | |
| **Mer de Beaufort et delta du Mackenzie** | | | | | | |
| EL317 [2*] | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 1986.10.05 | ND | | ND |
| EL329 [2*] | 349 982 | BP Canada Energy Resources | 1987.09.05 | ND | | ND |
| EL384 [3*] | 85 761 | AEC West Ltd. | 1997.01.06 | 2006.01.05 | 2006.01.05 | |
| EL385 [3*] | 128 327 | AEC West Ltd. | 1997.01.06 | 2006.01.05 | 2006.01.05 | |
| EL393 | 72 474 | Burlington Resources Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | 2008.09.17 | 35 550 000 |
| EL394 | 73 155 | Burlington Resources Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | 2008.09.17 | 42 375 000 |
| EL395 | 72 311 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | 2008.09.17 | 51 848 860 |
| EL396 | 75 511 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | 2008.09.17 | 53 444 900 |
| EL403 | 75 650 | Shell Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 35 000 000 |
| EL404 | 73 608 | BP Canada Energy | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 76 675 288 |
| EL405 | 76 307 | Petro-Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 46 454 620.66 |
| EL406 | 72 523 | Petro-Canada | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 81 876 595.84 |
| EL407 | 71 515 | Anadarko Canada Corp. | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 2 421 350.84 |
| EL408 | 93 944 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 77 550 668.80 |
| EL409 | 80 104 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 56 988 788.96 |
| EL410 | 95 073 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 21 654 432.96 |
| EL411 | 69 348 | Anderson Resources | 2000.08.15 | 2005.08.14 | 2009.08.14 | 67 875 764.64 |
| **Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest** | | | | | | |
| EL363 | 9 864 | Canadian Forest Oil/Canadian Natural Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | 2002.01.22 | 3 529 000 |
| EL365 | 20 635 | Canadian Forest Oil. | 1995.01.23 | 1999.01.22 | 2002.01.22 | 1 500 000 |
| EL367 | 24 382 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | 2002.01.22 | 1 768 600 |
| EL368 | 23 085 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | 2002.01.22 | 2 800 000 |
| EL369 | 25 737 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | 2002.01.22 | 8 765 580 |

## Permis de prospection (suite)

| Permis | Superficie (en ha) | Titulaire[0] | Livraison | Dates (a.m.j.) Un puits doit foré avant le | | Expiration | Dépense prévues dans la soumission |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie** | | | | | | | |
| EL380 | 25 606 | Canadian Forest Oil | 1996.04.10 | 2000.04.09 | [0] | 2003.04.09 | 2 200 000 |
| EL381 | 21 236 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | [0] | 2003.04.09 | 6 250 000 |
| EL382 | 25 335 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | [0] | 2003.04.09 | 1 100 000 |
| EL383 | 25 515 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | [0] | 2003.04.09 | 1 224 400 |
| EL372 | 88 693 | Canadian Forest Oil | 1995.05.18 | 1999.05.17 | [0] | 2003.05.17 | 3 215 000 |
| EL373 | 99 560 | Devlan Exploration | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 226 000 |
| EL374 | 138 170 | Devlan Exploration | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 042 000 |
| EL375 | 3 508 | Murphy Oil Company | 1996.03.27 | 2000.03.26 | [0] | 2004.03.26 | 2 806 000 |
| EL386 | 114 737 | Devlan Exploration | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 1 072 000 |
| EL387 | 128 575 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 9 482 688 |
| EL388 | 30 696 | Murphy Oil Company | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 2 831 080 |
| EL389 | 46 738 | Canadian Abraxas | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 3 101 015 |
| EL390 | 50 938 | Canadian Forest Oil | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 6 200 000 |
| EL391 | 71 816 | Northrock Resources | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 4 000 000 |
| EL392 | 133 518 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | [0] | 2005.05.04 | 8 466 460 |
| EL397 | 134 565 | Northrock Resources Ltd. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 16 580 000 |
| EL398 | 133 480 | AEC West Ltd. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 1 000 000 |
| EL399 | 120 496 | Paramount Resources | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 8 400 000 |
| EL400 | 118 060 | Canadian Natural Resources Ltd. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 17 500 000 |
| EL401 | 128 584 | EOG Resources Canada Inc. | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 12 750 000 |
| EL402 | 128 718 | Anderson Resources | 2000.08.01 | 2004.07.31 | | 2008.07.31 | 1 243 789 |

[0] Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2001.
[1] Modifié conformément au par. 26(4) de la LCH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.
[2] Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.
[3] Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.
[0] La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits de sondage ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2.

# Bilan des activités de forage

## STATISTIQUES SUR LE FORAGE - 2000

| EXPLOITANT | NOM DU PUITS | LATITUDE | LONGITUDE | CLASSE[1] | PP (m) | DATE DÉM. | DATE LIB. | STATUT[2] | INST. FOR. | PERMIS[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Partie méridionale des Territoires du Nord-Ouest** | | | | | | | | | | |
| Suncor | Puits Suncor Netla P-16 | 60,76599 | -122.78532 | DL | 2099 | 99.12.21 | 00.01.13 | P&A | Akita #37 | SDL13 |
| Paramount | Puits Paramount et coll. Fort Liard I-46 | 60,09236 | -123.38156 | DL | 2055 | 99.11.12 | 00.01-15 | P&S | Drive #642 | EL 381 |
| Paramount | Puits Paramount et coll. Mount Coty I-02 | 60,19276 | -123.50522 | EX | 1744 | 00.10.16 | 00.12.14 | P&S | Akita #51 | EL383 |
| Canadian Forest Oil | Puits CDN Forest et coll. North Liard C-31 | 60,50009 | -123.61004 | EX | 2730 | 00.06.04 | 01.01.12 | P&A | Akita #58E | EL383 |
| Paramount | Puits Paramount et coll.l North Liard N-01 | 60,01454 | -123.26625 | EX | 1940 | 00.12.12 | 01.01.16 | P&S | Precision #379 | EL381 |
| **Partie centrale de la vallée du Mackenzie** | | | | | | | | | | |
| Northrock Resources Ltd/IFR | Puits Northrock et coll. East Mackay I-77 | 64,77822 | -125.71952 | EX | 2400 | 99.12.21 | 00.01.24 | P&A | Akita #51 | EL391 |
| Northrock Resources Ltd/IFR | Puits Northrock et coll. Fall Stone F-01 | 64,67367 | -125.77161 | EX | 1400 | 00.01.27 | 00.02.12 | P&A | Akita #51 | EL391 |
| AEC(WEST) | Puits AEC(West) Renaissance Tate G-18 | 64,45461 | -126.29254 | EX | 669 | 00.02.17 | 00.03.09 | P&A | Akita #14 | EL392 |
| AEC(WEST) | Puits AEC(West) Renaissance Carcajou O-74 | 65,56336 | -128.23314 | EX | 760 | 00.02.22 | 00.03.11 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Puits AEC(West) Renaissance Carcajou D-07 | 65,58613 | -128.52755 | EX | 2030 | 00.03.02 | 00.03.23 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Puits AEC(West) Renaissance Carcajou P-16 | 65,59916 | -128.28636 | EX | 748 | 00.02.23 | 00.03.23 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| AEC(WEST) | Puits AEC(West) Renaissance Carcajou O-47 | 65,61326 | -128.63654 | EX | 860 | 00.02.26 | 00.03.25 | P&A | Akita #14 | EL387 |
| Imperial | PuitsJ-36X) | 65,26663 | -126.66317 | EV | 710 | 00.06.26 | 00.07.04 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsK-37X) | 65,26666 | -126.66319 | EV | 766 | 00.07.04 | 00.07.13 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsL-36X) | 65,26666 | -126.66325 | EV | 783 | 00.07.14 | 00.07.20 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | Puitsl-35X) | 65,26666 | -126.66326 | EV | 807 | 00.07.22 | 00.07.30 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsM-37X) | 65,26666 | -126.66333 | EV | 962 | 00.07.31 | 00.08.10 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsL-34X) | 65,26666 | -126.66336 | EV | 700 | 00.08.11 | 00.08.18 | I | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsK-33X) | 65,26669 | -126.66342 | EV | 635 | 00.08.19 | 00.08.24 | PR | Akita #51 | PAA |
| Imperial | PuitsM-31X) | 65.26663 | -126.66344 | EV | 968 | 00.08.26 | 00.09.02 | PR | Akita #51 | PAA |

[1] Classe : EX=puits de prospection; DL=puits de délimitation; DV=puits de développement
[2] Statut : P&S=bouché et suspendu; P&A=bouché et abandonné; PR=production ; I=injection
[3] Permis: EL=permis de prospection; SDL=attestation de découverte importante; PAA=champ de pétrole Norman Wells

# SOURCES D'INFORMATION

## Direction du pétrole et du gaz du Nord

**De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne ressource compétente, nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du ministère.**

**Direction du pétrole et du gaz du Nord**
**Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**
**Ottawa (Ont.)**
**Canada K1A 0H4**

**Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenus en s'adressant à : Attribution des droits et politiques, (819) 953-8529.**

**Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cession, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire, (819) 953-8490.**

**L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef, (819) 953-8722.**

**Les renseignements concernant les conditions des régimes d'avantages liés aux programmes d'exploration terrestre dans les Territoires du Nord-Ouest peuvent être obtenus auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest, (867) 669-2618. Des renseignements similaires en rapport avec les programmes d'exploration au Nunavut et dans les régions extracôtières du Nord canadien peuvent être obtenus en s'adressant à la Direction du pétrole et du gaz du Nord, (819) 994-1606.**

**Direction du pétrole et du gaz du Nord**
**Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**
**Adresse municipale : 10, rue Wellington, 6e étage, Hull (Qc)**
**Téléphone : (819) 997-0877**
**Télécopieur : (819) 953-5828**
**Internet : http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html**

**Division du pétrole et du gaz**
**Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest**
**Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**
**Adresse municipale : 4914, 50e Rue, B.P. 1500**
**Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3**
**Téléphone : (867) 669-2618**
**Télécopieur : (867) 669-2409**

## Autres sources d'information

**De l'information est disponible sur ce qui suit aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :**

- **le Bureau du soutien à la réglementation a des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation;**
- **le Bureau d'information sur les terres domaniales donne accès à des cartes, à de l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques et à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits;**
- **la Direction générale de l'environnement a des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement**

**Office national de l'énergie**
**444, 7e Avenue sud-ouest**
**Calgary (Alb.) T2P 0X8**
**Téléphone : (403) 292-4800**
**Télécopieur : (403) 292-5503**

**L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60$^{e}$parallèle à :**

**Institut de géologie sédimentaire et pétrolière**
**3303, 33e Rue nord-ouest**
**Calgary (Alb.) T2L 2A7**
**Téléphone : (403) 292-7000**
**Télécopieur : (403) 292-5377**

**On peut se procurer des renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, en s'adressant au :**

**Centre géoscientifique de l'Atlantique**
**Institut océanographique de Bedford**
**Entreposage des carottes et laboratoire**
**B.P. 1006**
**Dartmouth (N.-É) B2Y 4A2**
**Téléphone : (902) 426-6127**
**Télécopieur : (902) 426-4465**
**Internet : hardly@agc.bio.ns.ca**

**On peut aussi se procurer de l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au :**

**Bureau de recherche et de développement énergétiques**
**Ressources naturelles Canada**
**580, rue Booth, 14e étage (14D4)**
**Ottawa (Ont.) K1A 0E4**
**Téléphone : (613) 995-8860**
**Télécopieur : (613) 995-6146**